

Опыт применения технологии гидромониторного воздействия на добывающем фонде скважин АО «Самаранефтегаз»

Англ. заголовок статьи

В.А. Елесин

ElesinVA@samng.rosneft.ru

Р.Т. Латыпов

LatypovRT@samng.rosneft.ru

С.А. Козлов

KozlovSA@samng.rosneft.ru

А.В. Ртищев

RtishchevAV@samng.rosneft.ru

/АО «Самаранефтегаз», г. Самара/

В.Н. Кожин, к.т.н.

А.Н. Кавтаськин

KavtaskinAN@samnipineft.ru

/ООО «Самаранипинефть», г. Самара

snipioil@samnipineft.ru

Тел. 8 (846) 205-86-00/

С.В. Воробьев, к.т.н., доцент

ceo@inipe.com

/ЧОУ ДПО Международный институт профес-

сионального образования, г. Самара/

Англ. ФИО и контакты автора

Рассмотрены проблемы восстановления и повышения продуктивности скважин, эксплуатирующих карбонатный коллектор. Проанализированы характерные особенности подходов к кислотной обработке, выбору объектов воздействия. Определены пути повышения эффективности (на примере объектов АО «Самаранефтегаз»). Выявлена и обоснована необходимость совместного использования химического и физического методов воздействия на призабойную зону пласта. На основе проведенного исследования авторами предлагается выделить технологию гидромониторного воздействия на пласт при воздействии на карбонатный коллектор по скважинам, имеющим высокую кратность кислотных обработок и низкую их эффективность. Дается описание технологии, формулируются основные характеристики оборудования и объектов применения, используемых при физико-химическом способе воздействия на продуктивный пласт.

Ключевые слова: интенсификация добычи нефти, проницаемость, кислотная обработка, карбонатный коллектор, технология гидромониторного воздействия.

Англ. аннотац

Key words: ац

ВВЕДЕНИЕ

При вскрытии продуктивных горизонтов, заканчивании скважин, а также в процессе дальнейшей разработки и эксплуатации нефтяных месторождений ухудшается проницаемость призабойной зоны пласта (ПЗП) добывающих и нагнетательных скважин. Кольматация ПЗП приводит к отключению нефтенасыщенных пропластков, снижению проницаемости продуктивных интервалов, увеличению обводненности продукции и консервации активных геологических запасов на неопределенное время, что крайне отрицательно влияет на объемы добычи нефти и текущую нефтеотдачу разрабатываемого пласта. Прогресс в изменении сложившейся ситуации специалисты связывают с разработкой высокоэффективных методов воздействия на ПЗП. Проводятся опытно-промышленные испытания технологии, которые призваны, с одной стороны, обеспечить максимальное нефтеизвлечение, а с другой – снизить себестоимость добычи нефти, повысить рентабельность и увеличить инвестиционные ресурсы нефтедобывающих компаний. Одним из основных методов интенсификации являются кислотные обработки. Несмотря на многолетний опыт применения метода (первые технологические схемы использовались в 1895 г. компанией «Огайо Ойл Компани» [1]) и большой объем проведенных исследований, направленных на совершенствование и повышение его эффективности, значительная часть обработок не дает положительных результатов. По разным оценкам [2–6], успешность проведения кислотных обработок на карбонатных коллекторах ряда месторождений не превышает 50 % и сильно снижается при увеличении кратности проведения технологии.

Одним из перспективных направлений развития воздействия на ПЗП становится совмещение физических и химических методов обработки, в частности необходимо совмещение воздействия химиче-

ски активных растворов с использованием устройств, генерирующих колебания за счет энергии потока прокачиваемой жидкости. Перспективность таких методов обоснована давно, а первые опытные обработки были проведены еще в 40-х годах прошлого столетия [7], однако из-за недостаточного развития технических средств результаты их были неудовлетворительными.

АНАЛИЗ ТЕКУЩЕЙ СИТУАЦИИ

Технологии очистки призабойной зоны скважины (ОПЗ) и интенсификации добычи нефти (ИДН) осуществляются на основе следующих основных методов:

- химические – воздействие происходит за счет химических реакций (окисления, восстановления, замещения);

- физические – увеличение и/или восстановление притока флюида из пласта в скважину происходит за счет использования физико-механических полей (гидравлического, механического, термического, акустического и т.д.);

- комбинированные.

Несмотря на большое разнообразие физических и комбинированных методов воздействия, разработка по данным технологическим мероприятиям остается сравнительно невысокой, а наиболее распространенным способом воздействия на ПЗП на большинстве нефтегазодобывающих предприятий является закачка составов на основе HCl. При первичных обработках раствором соляной кислоты положительный эффект достигается за счет очистки в близлежащей зоне существующих проточных каналов (червоточин), чего нельзя достичь простым повторением обработок или увеличением количества кислоты, закачиваемой в ПЗП. В первую очередь это связано с высокой скоростью реакции кислотного состава с породой пласта. Скорость взаимодействия кислотных композиций с породой пласта в пластовых условиях настолько высока (определя-

ется при нормальных условиях для соляной кислоты как 6–40 кг/м² в час и возрастает в пластовых условиях более чем в 20 раз), а площадь контакта поверхности породы и кислотной композиции значительна (удельная поверхность нефтенасыщенных пород составляет от 40 000 до 230 000 м²/м³), что это приводит к быстрой нейтрализации кислотного состава [8]. Особо показательны результаты исследований [9], из которых ясно видно, что увеличение объема кислоты в расчете на один метр перфорированной мощности не приводит к значительному увеличению глубины обрабатываемой ПЗП при низких расходах закачиваемого агента. Из этого следует важный практический вывод о необоснованности бесконтрольной закачки кислоты по принципу: больше кислоты – лучше эффект. В последующих операциях должна осуществляться более глубокая обработка с расширением зоны воздействия кислоты. Размеры обрабатываемой зоны пласта зависят от продолжительности нейтрализации кислотных составов, что влечет за собой как разработку новых составов замедленного действия, так и увеличение темпа (скорости) закачки кислотной композиции в продуктивный горизонт. В связи с этим модернизация или усовершенствование технологий закачки кислотного состава с целью повышения скорости потока кислотного состава и его максимального проникновения в ПЗП, а также максимального охвата ПЗП воздействием в данном аспекте видятся наиболее перспективными.

ТЕХНОЛОГИЯ ГИДРОМОНИТОРНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

Технология гидромониторной обработки основана на использовании гидромонитора «Москит» [10], генерирующего колебания за счет энергии потока прокачиваемой кислотной композиции. Это позволяет за счет гидромониторного эффекта создавать условия высо-



Рис. 1. Оборудование для гидромониторного воздействия ГМ-88 «Москит»

кой скорости закачки химических реагентов непосредственно в интервалах перфорации скважин. Сгенерированные волновые пульсации влияют на свойства системы «продуктивный пласт – пластовый флюид».

На **рис. 1** представлено оборудование для гидромониторного воздействия ГМ-88 «Москит», изготовленного по ТУ 366.002.13784960.2015. Гидромонитор состоит из нескольких секций корпуса, в которых выполнены боковые отверстия под установку цилиндрических камер предварительного закручивания потока с тангенциальными входными каналами

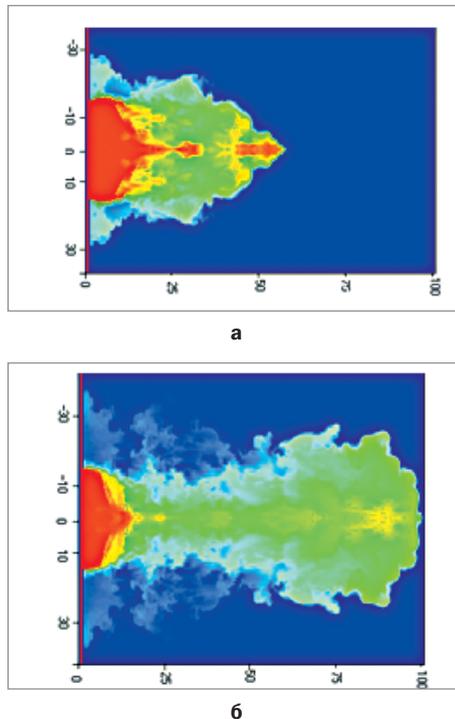


Рис. 2. Процесс образования пульсационных (а) и высоконапорных (б) струй

во втулке, и мониторинг камер. Камеры снабжены эжекционным узлом, выполненным в виде концевых сопел, которые направлены в сторону стенки скважины.

Технология ОПЗ предусматривает следующие работы. В составе колонны НКТ (ГНКТ) спускается до требуемой глубины (интервала перфорации) гидромонитор «Москит», далее кислотный состав подается по трубам в гидромонитор и, проходя через тангенциальные каналы в инжекционные камеры и сопла, создает волновое поле пульсации и высокоскоростные струи рабочего агента, воздействуя на отложения на стенках скважины, перфорационных каналах и ПЗП. На **рис. 2** показано образование пульсационных и высоконапорных струй кислотной композиции из трех секций ГМ-88 «Москит». Оборудование в процессе работы вращают и перемещают в осевом направлении по мере обработки ПЗП. Закачка осуществляется на различных технологических режимах в зависимости от

глубины скважины и расходных характеристик применяемого насосного агрегата. Специальной техники для проведения работ не требуется. Глубина воздействия при такой технологии – более 1,5 метра.

Сила струи жидкости при закачке определяется [10] по формуле

$$P = 2,04 \frac{Q^2}{f \cdot F},$$

где Q – производительность насосного агрегата, л/сек; f – суммарная площадь поперечного сечения сопел, см²; F – площадь внутреннего сечения эксплуатационной колонны, см².

При использовании трехсекционного гидромонитора суммарная площадь поперечного сечения боковых сопел составляет 2 см². Благодаря использованию втулки с различным проходным отверстием диаметром от 0 до 30 мм в торцевой поверхности устройства (узел регулирования напорных характеристик) осуществляется регулирование суммарной площади поперечного сечения всех выходных отверстий, которая находится в диапазоне от 2 до 9 см².

Результаты расчета силы струи жидкости, производимой гидромонитором и приходящейся на 1 м², при использовании в эксплуатационной колонне скважины внутренним диаметром 134 мм (наружный диаметр эксплуатационной колонны 146 мм) и насосного агрегата ЦА-320 М (диаметр поршней 115 мм) показывают возможность регулирования напорных характеристик втулками с различным проходным отверстием и создания размывающей силы в диапазоне от 250 до 50 кН как на третьей скорости насосного агрегата при расходе в 12,2 л/с, так и на четвертой его скорости при расходе в 18,3 л/с, что обеспечивает высокую интенсивность закачки кислотной композиции. Секционирование узлов данного устройства позволяет комбинировать и наращивать его длину, обрабатывая больший интервал, а узел регулирования напорных характеристик – регулировать гидравлические

Таблица 1

Параметры технологии воздействия на продуктивные пласты

Параметр	Единица измерения	Диапазон	Среднее
Удельный объем кислоты на 1 м перфорированной мощности пласта	м ³	0,6–3,6	1,941
Количество циклов отклонения	ед.	0–2	0,8889
Удельный объем продавки кислотной композиции на 1 м перфорированной мощности пласта	м ³	0,3–1,92	0,9889
Время выдержки кислотного состава	час	2–6	3,444
Начальное давление в процессе закачки	МПа	0–15	3,56

параметры собранного устройства и осуществлять промывку забоя скважины.

ОБЪЕКТЫ ПРОМЫСЛОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Специалистами АО «Самаранефтегаз» совместно со специалистами подрядных организаций была реализована программа испытания технологии гидромониторного воздействия в скважинах, эксплуатирующих следующие объекты:

- нижняя часть каширского горизонта, представленная известняками;
- верхний карбон гжельского яруса, сложенного доломитами и известняками с прослоями ангидритов, гипсов и глин;
- пласты нижнего карбона упинского горизонта, сложенного известняками – кристаллическими, микротрещиноватыми, плотными, крепкими, с прослоями глин.

Объектами являются скважины, продуктивные пласты которых сложены карбонатными коллекторами со следующими осредненными

показателями: дебит скважины по нефти до обработки – 6 т/сут, обводненность – 38 %, перфорированная мощность – 9,3 м, температура пласта – 28,6 °С, вязкость нефти в пластовых условиях – 3,4 мПа·с.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ, ПРОВЕДЕННЫХ В СКВАЖИНАХ

Работы на пяти скважинах-кандидатах были проведены в период с марта по июль 2017 г. В типовой план работ программы ОПИ на скважинах были включены следующие операции:

- глушение скважины-кандидата;
- подъем подземного оборудования из скважины-кандидата;
- шаблонирование (подготовка) эксплуатационной колонны к спуску гидромониторного оборудования;
- спуск гидромониторного оборудования на технологических НКТ;
- обработка пласта путем закачки кислотного состава через гидро-

мониторное оборудование в ПЗП скважины-кандидата;

- подъем гидромониторного оборудования из скважины-кандидата;
- освоение скважины-кандидата, отбор из ПЗП продуктов реакции;
- спуск насосного оборудования согласно расчету по результатам работ по освоению;
- вывод скважины-кандидата на установившийся режим работы;
- запуск скважины-кандидата в эксплуатацию.

На большинстве рассматриваемых объектов применялись комплексные технологии с закачкой отклонителей кислотных композиций в виде загеливателей, эмульсий. Данные по реализованным технологиям представлены в **табл. 1**.

В результате можно выделить следующие моменты: средний удельный объем кислоты на 1 м перфорированной мощности пласта составил 1,941 м³, средний удельный объем продавки

Таблица 2

Параметры работы скважин до проведения ОПЗ и на момент запуска

Месторождение	Пласт	Параметры до ОПЗ				Параметры после ОПЗ при запуске			
		Q _ж , м ³ /сут	Q _н , т/сут	Обв., %	H _{дин} , м	Q _ж , м ³ /сут	Q _н , т/сут	Обв., %	H _{дин} , м
Кулешовское, Центральный купол	А0	19	10	36	1294	23	11,3	40	1236
Кулешовское, Центральный купол	СЗ-1	8	6,1	6	535	23	15,9	15	560
Кулешовское	СЗ-1	13	9,6	10	891	26	18,1	9	531
Кулешовское, Центральный купол	СЗ-1	1	0	95	400	28	5,5	76	652
Покровское	ВЗ	18	14,2	5	1293	53	30,6	30	1052

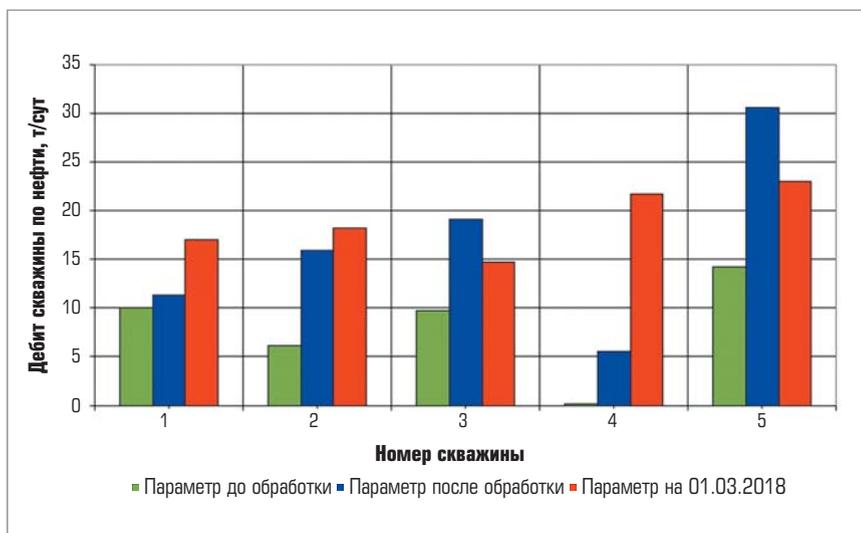


Рис. 3. Гистограммы дебитов скважин по нефти до и после проведения технологии гидромониторной обработки пласта

кислотной композиции на 1 м перфорированной мощности пласта составил 0,98 м³, среднее время выдержки кислотного состава – 3,4 часа.

Параметры работы скважин до проведения ОПЗ по испытываемой технологии, а также на момент запуска приведены в табл. 2 и на рис. 3, согласно которым данная технология обладает высокой эффективностью.

Анализируя данные добычи нефти по рассматриваемым скважинам, можно отметить, что средний прирост добычи в АО «Самаранефтегаз» за 2017 г. по выбранным скважинам составил 8,8 т/сут, в то время как от кислотных обработок с учетом БОПЗ, проведенных в

2017 г., он достиг 5,7 т/сут. Кроме того, средняя продолжительность эффекта равнялась 212 дням, а средняя накопленная добыча нефти по скважине составила 2161 т. Объем накопленной добычи нефти по пяти скважинам за 2017 г. был равен 10 805 т.

Сравнение параметров работы скважин по состоянию на 01.03.2018 (табл. 3) не только подтвердило эффективность испытанной технологии, но и показало, что эффект от ее применения сохраняется в течение продолжительного времени.

Из табл. 3 видно, что средний прирост добычи нефти от проведенных ОПЗ по технологии гидромониторного воздействия почти

через год после обработок составил 11 т/сут.

По результатам опытно-промышленных работ в 2017 г. выполнена экономическая оценка применения технологии гидромониторного воздействия на добывающем фонде скважин АО «Самаранефтегаз», которая подтвердила целесообразность дальнейшего тиражирования вышеуказанной технологии.

ВЫВОДЫ И ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В период с марта по июль 2017 г. специалистами АО «Самаранефтегаз» совместно со специалистами сервисных компаний был реализован проект опытно-промышленных испытаний технологии гидромониторного воздействия на призабойную зону скважин, эксплуатирующих карбонатный коллектор. На основании анализа результатов выполнения работ с использованием оборудования ГМ-88 «Москит» можно сделать следующие выводы:

- Успешность работ составила 100 %; рисков, способных привести к значительным материальным затратам по отношению к кислотным обработкам, не выявлено.

- По результатам испытаний технологии гидромониторного воздействия достигнут синергетический эффект от совместного воздействия физических и химических процессов. Это подтверждает полученный среднесуточный прирост добычи нефти по скважинам, обработанным с использованием

Таблица 3
Параметры работы скважин до проведения ОПЗ и на момент 01.03.2018

Месторождение	Пласт	Параметры до ОПЗ				Параметры после ОПЗ при запуске			
		Q _{ж'} , м ³ /сут	Q _{н'} , т/сут	Обв., %	H _{дин'} , м	Q _{ж'} , м ³ /сут	Q _{н'} , т/сут	Обв., %	H _{дин'} , м
Кулешовское, Центральный купол	A0	19	10	36	1294	23	17	10	1236
Кулешовское, Центральный купол	C3-1	8	6,1	6	535	23	18,2	3	560
Кулешовское	C3-1	13	9,6	10	891	19	14,7	4	578
Кулешовское, Центральный купол	C3-1	1	0	95	400	34	21,7	22	845
Покровское	B3	18	14,2	5	1293	35	23	20	1157

оборудования для гидромониторного воздействия.

■ Объем накопленной добычи нефти по пяти скважинам за 2017 г. составил 10 805 т, что в пересчете на одну скважину составляет 2 161 т.

■ Средняя продолжительность эффекта по пяти скважинам за 2017 г. составляет 212 дней с продолжением эффекта в 2018 г.

■ Анализ результатов ОПИ показал высокую экономическую эффективность применения комплекс-

ной гидромониторной технологии воздействия на пласт.

Приведенные выводы позволяют с уверенностью рекомендовать данную технологию для дальнейшего внедрения и использования на объектах АО «Самаранефтегаз».

Литература

1. Куртис Кроуи, Жак Масмонтелл и др. Тенденции в кислотной обработке матрицы // Нефтяное обозрение. 1996. – С. 20–37.

2. Глущенко В.Н., Силин М.А. Нефтепромысловая химия: Изд. в 5 т. – Т. 4. Кислотная обработка скважин / Под ред. проф. И.Т. Мищенко. – М.: Интерконтакт Наука, 2010. – 703 с.

3. Кислотная обработка терригенных и карбонатных коллекторов: обз. инф. Сер.: Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений / М.Г. Гейхман, Г.П. Исаев, Н.Е. Середа и др. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2007. – 104 с.

4. Хакимов А.А., Саттаров Р.И., Качурин А.В. Повышение эффективности кислотных обработок скважин химическими методами // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 10. – С. 106–107.

5. Кислотные обработки пластов и методики испытания кислотных составов: учеб. пособие для студентов вузов / М.А. Силин, Л.А. Магадова, В.А. Цыганков и др. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. – 120 с.

6. Кислотная обработка карбонатных коллекторов / Асири Х.С., Атви М.А., Буэно О.Х. и др. // Нефтегазовое обозре-

ние. Сборник II: избранные статьи из журнала «Oilfield Review». – Т. 25. – № 2 (лето 2013 г.); № 3 (осень 2013 г.); № 4 (зима 2013–2014 гг.). – С. 48–65.

7. Логинов Б.Г., Малышев Л.Г., Гарифуллин Ш.С. Руководство по кислотным обработкам скважин. – М.: Недра, 1966.

8. Воробьев С.В. Исследование и разработка кислотных составов для увеличения эффективности обработок скважин в карбонатных коллекторах // Известия СНЦ РАН. Проблемы нефти и газа: спец. выпуск. – 2005. – С. 111–118.

9. Fredd C.N. Dynamic Model of Wormhole Formation Demonstrates Conditions for Effective Skin Reduction During Carbonate Matrix Acidizing // paper SPE 59537, 2000.

10. Совмещение физико-химических методов воздействия на призабойную зону скважины / С.В. Воробьев, И.В. Доровских и др. // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 1. – С. 94–95.

11. Юрчук А.М. Расчеты в добыче нефти. – М.: Недра, 1969. – С. 131.

12. Кулаичев А.П. Методы и средства комплексного анализа. – М.: Форум-Инфра, 2014. – 511 с.