

ПРИМЕНЕНИЕ КОМПЛЕКСНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

Олег Дмитриевич Ефимов

ООО «Синергия Технологий», Россия

СОДЕРЖАНИЕ: Для повышения нефтеотдачи пластов требуется современный высокотехнологический подход, заключающийся не только в применении физических воздействий на пласт, но и в комбинировании физического воздействия на пласт в сочетании с современными химическими реагентами. Составы производства ООО «Синергия Технологий» успешно применяются на разнообразных объектах, в том числе и на разнородных по составу геологическим характеристикам призабойной зоны, с наличием низкопроницаемых участков, интервалов, ранее обработанных кислотами, но не приносящих эффекта. Собственные созданные технологии применяются в области глушения и интенсификации притока нефтяных и газовых скважин, очистки призабойной зоны от продуктов коррозии и различных отложений, увеличения проницаемости породы и производительности скважин; в ремонтно-изоляционных работах с целью отключения отдельно обводнившихся пропластков, ликвидации заколонных перетоков, устранения негерметичности эксплуатационной колонны, селективная обработка с целью изоляции наиболее проницаемых интервалов, по которым вода поступает в скважину. В настоящее время специалистами ООО «Синергия Технологий» накоплен значительный опыт в применении собственных технологических составов, позволяющий рационально подойти к выбору технологии в зависимости от горно-геологических условий. При подборе химических реагентов и режимов закачки учитываются показатели пластового давления, температуры, проницаемости, приемистости, мощности интервала перфорации (либо открытого ствола), а также особенности конструкции скважины и тип глубинно-насосного оборудования.

Технологии обработки призабойной зоны

Высокую эффективность при обработке пластов большой мощности показала комплексная технология с применением потокоотклонителей и кислотных составов. В качестве отклонителей целесообразно использование вязкоупругих поверхностно-активных веществ, которые способны образовывать длинные цилиндрические мицеллы в присутствии продуктов реакции соляной кислоты с карбонатной породой, в результате чего раствор приобретает высокую вязкость.

Применение кислотного состава на основе вязкоупругого раствора ПАВ в соляной кислоте обеспечивает равномерную обработку всей толщины пласта. После полной нейтрализации кислоты вязкость системы снижается до начального уровня. Кроме того, временный барьер разрушается при контакте с углеводородами.

Наиболее целесообразно проведение кислотных обработок с потокоотклоняющими составами в следующих случаях:

- слоистый пласт,
- открытый ствол скважины,
- трещинный тип коллектора,
- высокое содержание воды в продукции скважины.

Гелирующий агент «Стрим-С» представляет собой сбалансированный состав на основе поверхностно-активных веществ в органическом растворителе, используемый в качестве реагента для кислотных обработок и гидравлических разрывов пласта в процессах добычи нефти.

Механизм действия композиции можно описать следующим образом: во время закачки в скважину, технологический раствор изначально проникает в зоны с высокой проницаемостью (рис. 1а). Кислота, образует червоточины (свищи) в породах.

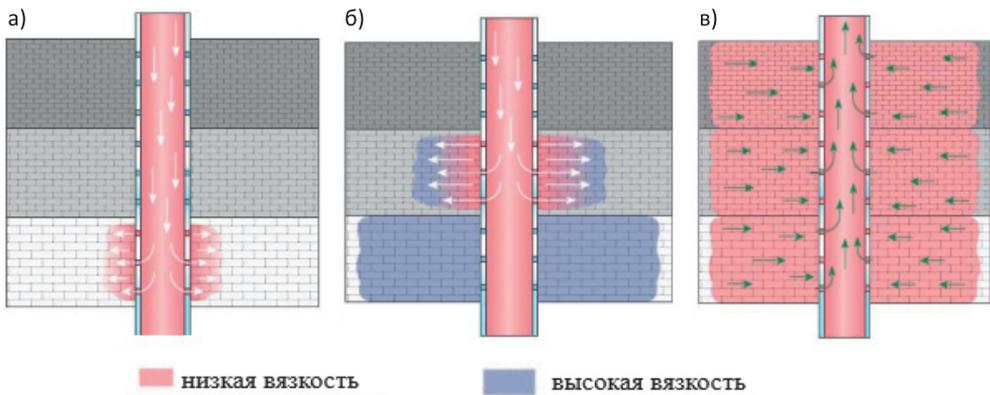


Рис. 1. Механизм действия композиции в пласте

Таблица 1. Опыт применения «Стрим-С» на Оренбургском НГКМ

Скважина	1	2	3
Дебит воды, м ³	0	0	0
Дебит газа, м ³	15	26	52
Дебит конденсата, м ³	0,8	0,22	1,07
Интервал перфорации/ Эффективная мощность, м	1573÷1688	1558÷1626	777,8÷1794,8 1727,3÷1741,3 1756÷1776
Забой	1640	1649,8	1851
Суммарный объем кислотной композиции	44,5	46	29
Эффективность обработки	Повышение дебита на 40%	Повышение дебита на 40%	Повышение дебита на 35%

При контакте кислоты с породой, кислота нейтрализуется, образуется хлористый кальций и повышается рН, состав композиции начинает превращаться в гель и образовывать новый вязкостный барьер (рис. 1б). Гелеподобная композиция временно заполняет

(закупоривает) червоточины, трещины и наиболее промытые зоны. Далее производится закачка кислотного состава, который воздействует на необработанные ранее пласты.

Опытно-промышленные испытания «Стрим-С» на Оренбургском НГКМ (таб. 1) показали высокую эффективность технологии. Работы проводились на трех скважинах, характеризующихся низкими давлениями и высоким коэффициентом трещиноватости карбонатных пластов.

Комплексные технологии щадящего глушения

Сотрудниками ООО «Синергия Технологий» реализован комплексный подход к глушению с применением различных технологий:

1. Для скважин с аномально низким пластовым давлением – технология на основе блокирующего состава на углеводородной основе «Унисолт» и инвертно-эмульсионного раствора на основе эмульгатора «Эксимол».

«Унисолт» обладает о высокой блокирующей способностью, выдерживает перепад давления до 15 МПа, при этом, за счет углеводородной основы, оказывает щадящее воздействие на фильтрационные свойства пласта. Состав предназначен для временного блокирования продуктивной зоны. Технология подразумевает закачку блокирующего состава в пласт с устранением поглощения, при этом ствол скважины заполняется любой технологической жидкостью. После выполнения запланированных мероприятий, скважина легко осваивается кислотной обработкой, либо промывкой углеводородной жидкостью с добавлением ПАВ без потери продуктивности. Реализация технологии возможна как с применением кольматантов-утяжелителей, так и без них. Фракционный состав кольматантов и плотность блокирующего состава подбирается индивидуально в зависимости от показателей приемистости и проницаемости, а также горно-геологического строения породы.

Обратные эмульсии на основе эмульгатора «Эксимол» характеризуются низкой водоотдачей, щадящим воздействием на пласт и селективностью, поскольку при контакте с нефтью происходит разжижение, а при взаимодействии с пластовой водой – повышение вязкости системы. Использование составов на основе «Эксимол» позволяет получить устойчивые термостабильные обратные эмульсии в широком диапазоне плотности ($0,9 \div 1,3 \text{ г/см}^3$) и вязкости – от $3 \div 5 \text{ сПз}$ вплоть до нетекучих систем.

Комплексная технология апробирована на нефтяных и газовых скважинах.

В 2016 г. на Вуктыльском НГКМ произведено глушение скважины с аномально-низким пластовым давлением.

Информация по скважине

Рпл	4,48 Мпа
Текущий забой	3267 м
Пробуренный забой	3402 м
Эксплуатационная колонна	3400,63 м; D-168 мм;
Интервалы перфорации	3070÷3085 м; 3100÷3240 м; 3260÷3335 м; 3252,8÷3384 м
НКТ	D-73 мм. Спущены до глубины 3151,17 м

Данная скважина представлена трещиноватыми карбонатными коллекторами с большим интервалом перфорации (суммарная мощность более 300 м) и аномально-

низким пластовым давлением. К тому же задача осложнялась тем, что при эксплуатации производились многочисленные солянокислотные обработки (более пятнадцати операций за всю историю разработки объемом более 200 м³). Глушение производилось в два этапа. Первоначально, для снижения поглощения, была закачана порция блокирующего состава «Унисолт» в объеме 40 м³ и продавлена обратно-эмульсионным составом на основе эмульгатора «Эксимол». На следующем этапе закачали 75 м³ эмульсионного раствора с докачкой 15 м³ состава «Унисолт» после чего скважина успешно заглушилась и была допущена к капитальному ремонту.

В 2017 г. комплексные технологии глушения применялись на трех скважинах Старо-Казанковского месторождения ООО «Башнефть-Добыча» (таб. 2).

Таблица 2. Опыт комплексного глушения на Старо-Казанковском месторождении

Старо-Казанковское месторождение, скв	1	2	3
Интервалы перфорации	1109,3÷1270,0 открытый ствол	1194,0÷1270,0 открытый ствол	1235,0÷1249,0
Объем примененной химии	24 м ³ «СолвГель» + 12 м ³ «Унисолт» + 24 м ³ ИЭР	64 м ³ «СолвГель» + 12 м ³ «Унисолт» + 25 м ³ «Флок-СТ»	11 м ³ «Унисолт» + 15 м ³ ИЭР
Газовый фактор, м ³ /т	1400	1400	1400
Расчетный коэффициент аномальности	0,27	0,70	0,21
Примечание	Скважина заглушена	Скважина не заглушена. Предположительно за счет высокой трещиноватости и кавернзности. Требуется существенное увеличение объема химреагентов.	Скважина заглушена

Работы по глушению скважин с блокирующей композицией «Унисолт» проводились на скважинах с аномально-низкими значениями пластовых давлений, осложненных влиянием прорывного газа закачки. Геолого-техническая успешность глушения составила более 65% (две скважины из трёх). Однако необходимо отметить, что при глушении второй скважины стояла задача заглушить с учётом оптимальных финансовых затрат. Полученные в 2014–2017 гг результаты позволяют комбинировать наиболее эффективные блокирующие составы для применения на других скважинах Старо-Казанковского месторождения.

2. При глушении скважин с АВПД необходимо учитывать много факторов: пластовое давление, глубину скважины и отклонение от вертикали, химическую совместимость жидкости глушения и пластового флюида. При планировании работ, во избежание газонефтеводопроявлений, необходим учет всех параметров на основании которых рассчитывается плотность жидкости глушения для компенсации пластового давления. Для выполнения этих задач разработан солевой состав

«Титан», который позволяет получить жидкости без твердой фазы с требуемой плотностью. Сбалансированная рецептура «Титан» позволяет его использовать как в чистом виде, так и для доутяжеления имеющихся жидкостей глушения. В зависимости от марки возможно приготовление жидкости глушения с плотностью до $1,80 \text{ г/см}^3$, при этом отсутствие твердых частиц в рецептуре жидкостей исключает кольматацию призабойной зоны пласта. В целях максимально щадящего глушения с сохранением фильтрационных свойств коллекторов солевой состав «Титан» применяют совместно с гидрофобизатором «Гидросил», который сорбируясь на поверхности породы меняет фазовую проницаемость, резко снижая фильтрацию жидкости глушения в пласт.

Эффективность гидрофобизатора «Гидросил» подтверждена лабораторными исследованиями в отраслевых институтах: в 2016–2017 гг. проведены испытания в ООО «БашНИПИнефть» и ООО «Газпромнефть-НТЦ», реагент рекомендован к промышленному применению. В ряде случаев после прокачки растворов с «Гидросил» через керновый материал фиксировалось восстановление проницаемости более 90%.

В 2018 г. планируются опытно-промысловые испытания на объектах дочерних предприятий «Газпромнефть».

Комплексные технологии ремонтно-изоляционных работ

В условиях поздней стадии разработки месторождений увеличивается интерес со стороны добывающих предприятий к изоляционным составам. Возникающие проблемы в виде высокой обводненности продукции, коррозионного и механического разрушения обсадных колонн, заколонные перетоки и другие задачи наиболее целесообразно решать с использованием рационально подобранных комплексных технологий. ООО «Синергия Технологий» имеет широкую линейку продуктов, адаптируемых к различным геолого-техническим условиям.

При проведении ремонтно-изоляционных работ следует учитывать множество факторов: температуру в зоне проведения работ, тип коллекторов, приемистость, проницаемость, наличие заколонных перетоков, интервалы поступления воды и др.

Работы по изоляции в условиях высоких поглощений проводятся с применением комбинации различных реагентов – перед проведением работ проводятся мероприятия по снижению приемистости до необходимой с последующей закачкой изоляционного состава.

В 2017 г. проведены опытно-промышленные испытания кремнийорганического состава «Пласт-СТ» и композиции «Максан» на объектах ООО «Башнефть-Добыча».

«Пласт-СТ» представляет собой кремнийорганический состав для проведения ремонтно-изоляционных работ на нефтяных и газовых скважинах. Рабочие формы состава обладают низкой вязкостью, сравнимой с вязкостью пресной воды, благодаря чему достигается высокая проникающая способность даже в низкопроницаемые коллектора. Температура замерзания товарной формы реагента ниже минус 50°C .

Состав «Пласт-СТ» может быть применен как в товарном виде, так и в виде водных растворов. Обычно используют водные растворы товарного состава с различной степенью разбавления водой (от 1:1 до 1:5). Изменением величины разбавления водой товарного продукта регулируют технологические и эксплуатационные свойства раствора. При увеличении содержания воды снижается его вязкость, увеличивается время

гелеобразования (потери текучести). При отверждении образуется прочная твердая структура, которую при необходимости можно деблокировать обработкой щелочью.

Композиция «Максан» марки А представляет собой систему на основе полимера и модифицирующих добавок. Композиция обладает регулируемым временем гелеобразования, шитая система обладает высокой прочностью, адгезией и изолирующим действием. В зависимости от геологических условий скважин производится подбор армирующего наполнителя по фракциям. Волокнистый наполнитель образует трехмерный каркас, который увеличивает блокирующие свойства композиции. В случае необходимости, деструкция системы возможна под действием соляной кислоты либо обработкой шитого геля растворами сильных окислителей (растворы перекиси водорода или гипохлорита натрия).

Свойства армированного тампонажного материала

- Регулируемое время гелеобразования в пределах 2÷12 ч.
- Диапазон рабочих (пластовых) температур до 80°C.
- Устойчивость отвержденной структуры к пресной и минерализованной воде.
- Регулируемая начальная вязкость системы.
- Регулируемый фракционный размер армирующих наполнителей.

Работы с «Пласт-СТ» проводились на двух скважинах (таб. 3) с предварительной закачкой инвертно-эмульсионного раствора в пласт для снижения приемистости.

Таблица 3. Опыт применения «Пласт-СТ» в ООО «Башнефть-Добыча»

№	Место-рождение	Дата работ	Дебит	До обработки			После обработки	Примечание
				2017, август	2017, сентябрь	2017, октябрь	2017, ноябрь-декабрь, сред	
1	Арланское	14.11 2017	қж, м ³ /с	146	147	ост	26,4	достигнуто снижение отбора попутной пластовой воды
			қн, т/с	1,5	1,5		1,1	
			W, %	98,2	98,9		96,5	
2	Игровское	27.11 2017	қж, м ³ /с	131	128	121	128	достигнут прирост добычи нефти
			қн, т/с	2	1,8	1,7	4,2	
			W, %	98,3	98,4	98,4	96,5	

Технологическая и геологическая успешность составила 100%. На скважине Арланского месторождения снизилось количество попутно добываемой воды, на скважине Игровского месторождения при снижении количества добываемой воды повысилась продуктивность по нефти.

Композицию «Максан» применяли для РИР на трех скважинах (таб. 4), характеризующихся высокими поглощениями. В качестве объектов использовались скважины с приемистостью более 500 м³/сут. После технологической выдержки и замера приемистости проводили работы по цементированию.

Таблица 4. Опыт применения «Максан» марка А в ООО «Башнефть-Добыча».

№ п/п	Месторождение	Объем композиции «Максан», м ³	Начальная приемистость	Конечная приемистость	Рзак кон, атм
1	Арланское	7,2	500 м ³ /сут при P = 55 атм.	0 м ³ /сут при P = 90 атм.	90
2	Игровское	10	514 м ³ /сут при P = 0 атм	270 м ³ /сут при P = 100 атм.	100
3	Югомашевское	10	540 м ³ /сут при P = 30 атм.	246 м ³ /сут при P = 85 атм.	85

В результате применения композиции достигнута 100% технологическая и геологическая успешность.

Выводы

В условиях современной эксплуатации нефтяных и газовых месторождений наибольшую эффективность при проведении работ по капитальному ремонту скважин показывают комплексные технологии. ООО «Синергия Технологий» имеет в линейке продукции ряд реагентов, комбинации которых позволяют достичь запланированных результатов при проведении ремонтов. Накопленный опыт и знания реализуются в адаптации технологий под различные геолого-технические условия нефтегазодобывающих компаний.

The oil and gas wells reconstruction technology aimed to improve the hydrocarbon flow rate